

Рис.1 Фильтрация микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц оксида кремния через модельный керн 20мкм. φ наночастиц SiO₂ 2%масс.

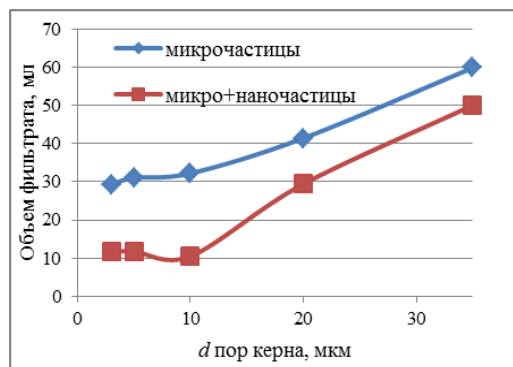


Рис.2 Фильтрация микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц оксида кремния через модельный керн. φ микро- и наночастиц 2%масс.

Проведено экспериментальное исследование фильтрационных свойств микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц через пористую среду с контролируемыми концентрациями микро- и наночастиц.

Показано, что добавление наночастиц в буровой раствор значительно снижает фильтрационные потери. Установлено, что влияние наночастиц на фильтрационные свойства микросуспензий зависит от концентрации микро- и наночастиц, а также от размера пор исследуемого образца горной породы. С увеличением диаметра пор влияние роста концентрации мик- и наночастиц на фильтрационные свойства буровых растворов ослабевает. При этом эффект значительного уменьшения фильтрационных потерь при добавлении наночастиц в микросуспензию сохраняется. По нашему мнению, это обусловлено улучшением реологических свойств растворов при увеличении концентрации наночастиц. Таким образом, установлена связь между фильтрационными потерями и добавкой наночастиц в микросуспензии с глинистыми частицами.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках проекта № 17-79-20218.

Литература

1. Кук Д. и др. Повышение устойчивости ствола скважины для предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора//Нефтегазовое обозрение, 2012. – № 23(4). – С. 36-49.
2. Dodson T. Identifying NPT Risk//Proceedings of the Atlantic Communication drilling and completing trouble zones forum. – Galveston, Texas, USA, 2010.
3. Redden J. Advanced fluid systems aim to stabilize well bores, minimize nonproductive time//The America Oil&Gas reporter, 2009. - №52 (8). – P.58 -65.
4. Benaissa S., Bachelot A., Ong S. Preventing mud losses and differential sticking by altering effective stress of depleted sands//Proceeding of the IADC/SPE Asia pacific drilling technology conference and exhibition. – Bangkok, Thailand, 2006. – P. 103816.
5. Karimi M., Moellendick E., Holt C. Plastering effect of casting drilling: a qualitative analysis of pipe size contribution//Proceedings of the SPE annual technical conference and exhibition. – Denver, USA, 2011. – P. 147102.
6. Amanullah M., Al-Afraj M.K., Al-Abdullatif Z.A. Preliminary test results of nano-based drilling fluids for oil and gas field application//Proceedings of the SPE/IADC drilling conferebce and exhibition. – Amsterdam, The Netherlands, 2011. – P. 139534.
7. Friedheim J., Young S., De Stefano S., Lee J., Guo Q. Nanotechnology for oilfield application – Hype or reality?//Proceedings of the SPE international oilfield nanotechnology conference. – Noordwijk, Tge Nitherlands, 2012. – 157032.

АВАРИЙНЫЕ РАБОТЫ В ПРОЯВЛЯЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ ПРИ НЕВОЗМОЖНОСТИ ЕЕ ГЛУШЕНИЯ

Д.И. Новосельцев

Научный руководитель – доцент каф. БС, к.т.н. А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее опасных видов осложнений при строительстве скважины является газонефтеводопроявление (ГНВП). Между тем, при своевременной и правильной реакции буровой бригады, а также исправности оборудования и наличия необходимого количества утяжелителя, глушение скважины не представляет проблемы. Однако при возникновении ГНВП на этапе испытания разведочных и поисково-оценочных скважин есть ряд особенностей, осложняющих глушение скважины: отсутствие ПУГ (превентор универсальный гидравлический), недостаточное количество утяжелителя (связанное, как правило, со сложностью поставки на автономный объект), гидратообразование при поступлении флюида в ствол скважины.

В данной работе представлена методика проведения сложных аварийных работ в проявляющей скважине на примере разведочной скважины месторождения ЯНАО, разработанная силами технологического отдела Томского Филиала АО «ССК» (в т.ч. автором).

Скважина трехколонной конструкции закончена цементируемым хвостовиком. Установленный по результатам геофизических исследований коэффициент аномальности продуктивного пласта БУ₂₂ – 1,6. По факту значение коэффициента аномальности составляло 1,8, что и послужило причиной аварийной ситуации.

Ниже представлена краткая хронология событий.

Во время испытания объекта БУ₂₂ проводились работы по перфорации пласта. Через 3 часа с момента начала перфорации, на устье зафиксирован перелив интенсивностью 2,4 м³/ч. После извлечения перфораторов устье скважины было загерметизировано, выполнен спуск в скважину противofонтанного лифта НКВ-73 с переливом через ПВО. При положении инструмента 816 м интенсивность перелива увеличилась, отмечено интенсивное пенообразование, спуск остановлен, устье загерметизировано. Проведенная промывка с целью дегазации раствора к положительному результату не привела, как следствие, облегчен аварийный запас раствора.

В связи с отсутствием на объекте требуемого количества барита утяжеление бурового раствора затянулось на трое суток. Попытка перевода на утяжеленный буровой раствор спустя трое суток к успеху не привела – получена гидратная пробка в трубном пространстве. Образование гидратной пробки произошло по следующим причинам: адиабатическое расширения газа при подъеме от пласта к устью и, как следствие, его охлаждение, влияние зоны вечной мерзлоты. Как результат, потеря подвижности НКВ-73.

Далее производились попытки растепления скважины закачкой горячего солевого раствора (отмечены признаки гидратообразования в затрубном пространстве) через НКТ-48 со смонтированным на устье КОПС (Комплект Оборудования для Промывки Скважин, предназначен для спуска труб под давлением и герметизации устья при размыве гидратных и парафино-гидратных отложений в насосно-компрессорных трубах различными неагрессивными жидкостями), в результате чего гидраты в трубном пространстве удалось ликвидировать. Произведена попытка глушения скважины утяжеленным буровым раствором, получено гидратообразование в затрубном пространстве между НКТ-48 и НКВ-73. Закачки горячего солевого раствора к положительному результату не привели. В результате, получена потеря подвижности НКТ-48.

Выполнены работы по растеплению межтрубного (НКТ-48/НКВ-73) пространства скважины с помощью греющего тэна на геофизическом кабеле, не давшие положительный результат. Принято решение об отстреле НКТ-48 и НКВ-73. Произведен отстрел НКТ-48 на глубине 790м и НКВ-73 на глубине 770м. После демонтажа КОПС на устье был смонтирован ПУГ.

Условная схема подземного оборудования представлена на рисунке 1. В скважине оставлено: воронка (0,12м), 4 шт НКВ-73 (40,4м), торпедированная часть НКВ-73 (9м); внутри НКВ-73 осталось: перо (0,5м), обратный клапан (0,1м), 4 шт НКТ-48 (40,28м), торпедированная часть НКТ-48 (1,5м).

В дальнейшем требовалось проведение аварийных работ при проявляющей скважине и невозможности ее глушения (нет доступа в скважину ниже 815м).

Для решения данной проблемы и успешного проведения аварийных работ была разработана методика, алгоритм которой изложен ниже.

1. Осуществить спуск КНБК (кольцевой фрез либо зубчатая муфта, КОШ (клапан обратный шаровый), СБТ-89 – ост.), до глубины обуривания с периодической прокачкой солевого раствора.
2. Произвести обуривание 40 см, осуществить подрыв на длину квадрата, чтобы труба была в ПУГ, и остановить циркуляцию. Если нет перелива, спуск и обуривание следующих 40 см.
3. При получении провала (либо увеличения скорости обуривания) производится подъем до входа СБТ-89 в ПУГ (муфта 1,2 м над столом ротора).
4. Закрытие ПУГ, ППГ (отвод затрубного пространства открыт).
5. В случае перелива, герметизируется отвод затрубного пространства.
6. Если рост давления интенсивный ($\Delta P=15$ атм (30 мин)), то производится накопление давление до 120атм.
7. При достижении давления 120 атм (происходит оттеснение жидкости газовой пачкой) производится резкое стравливание. Стравливание до ноля, либо до появления жидкости.
8. Открывается ППГ, отвод затрубного пространства в открытом состоянии.
Теоретически давление после резкого стравливания должно быть не более 40 атм (может быть меньше), и идти движение газа с жидкостью.
9. Наворачивается СБТ-89, стравливается давление в гидросистеме ПУГ и начинается спуск. Возможно неразжатие уплотняющего элемента ПУГ, в этом случае производится поддавливание муфтой СБТ-89 для открытия ПУГ. Таким образом, продолжается спуск.

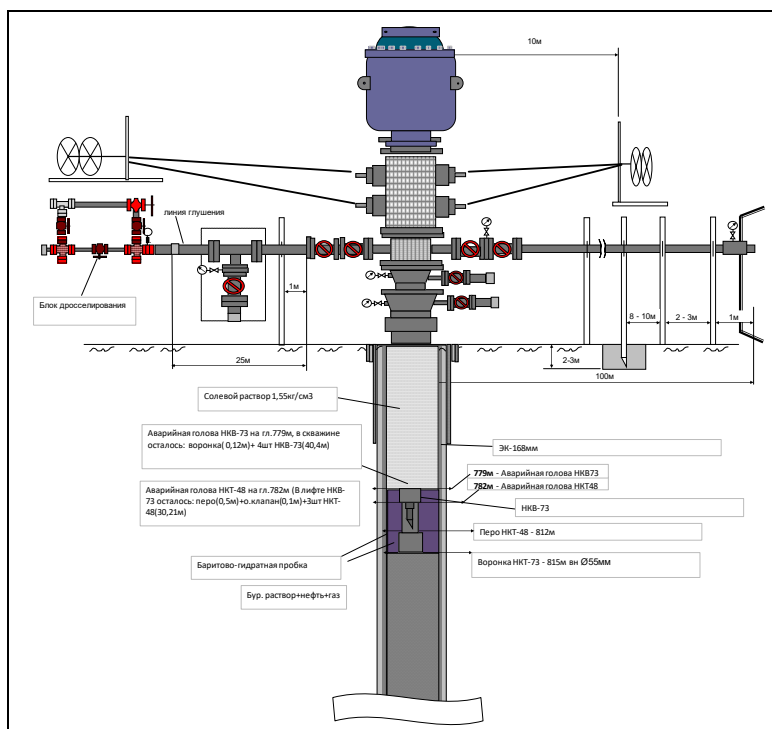


Рис. 1. Схема устьевого и подземного оборудования

Действия при невозможности стравить избыточное давление.

1. Осуществляется стравливание $P_{изб}$ после провала. Давление полностью не падает (например, со 120 до 80-70 атм). Идет газ и жидкость, давление держится 70-80 атм.
2. После того, как скважина начинает разрабатываться по затрубному пространству, снова закрывается отвод затрубного пространства.
3. Стоянка до восстановления давления.
4. После стабилизации давления резко стравливается $P_{изб}$.
5. Производится промывка соевым раствором с противодавлением. Рекомендовано прокачать два объема скважины.
6. Останавливается промывка, определяется приемистость при давлении около 300 атм.
7. При отсутствии приемистости 3-4 раза повторяются следующие операции:
 - I. Закрытие трубных плашек;
 - II. Накопление $P_{изб}$;
 - III. Резкое стравливание;
 - IV. Промывка с противодавлением.
8. При уменьшении $P_{изб} \leq 100$ атм начинается спуск КНБК под давлением.

Порядок спуска КНБК под давлением.

1. Открывается ППГ при открытом затрубном пространстве (идет газ с жидкостью).
2. Спускается СБТ-89, производится давление муфтой на уплотняющий элемент ПУГ для его разжима.
3. Если не произойдет прорыв газожидкостной смеси через ПУГ вверх, то спуск продолжается.
4. В случае прорыва, 3-4 раза повторяются следующие операции:
 - I. Определение приемистости при давлении около 300 атм;
 - II. Закрытие КВД (кран высокого давления);
 - III. Резкое стравливание $P_{изб}$;
 - IV. Промывка с противодавлением.
5. После продолжить спуск под давлением.

Таким способом было осуществлено обустройство гидратной пробки и дальнейшие ловильные работы по извлечению НКВ-73 и НКТ-48. Данная методика работы в скважине применима при невозможности заглушить скважину традиционными способами не только в описываемой, достаточно редкой ситуации, но и в случае, например, отсутствия на объекте барита, что достаточно часто бывает на автономных объектах в период испытаний.

Литература

1. Регламент по предотвращению открытого фонтана (нефтегазоводопроявлений) в процессе строительства скважин. Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания».
2. Регламент по безаварийному ведению буровых работ. Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания».